ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, НАУКИ О МАТЕРИАЛАХ, МЕТАЛЛУРГИЯ
CHEMICAL TECHNOLOGIES, MATERIALS SCIENCES, METALLURGY



УДК 620.1; 539.612; 620.197.6
https://doi.org/10.23947/2541-9129-2024-8-2-90-100

Научная статья



EDN: CHUJHA

Разрушение внутренних антикоррозионных полимерных покрытий нефтепромысловых труб при эксплуатации

Е.С. Сургаева[1,2] ✉, **П.Е. Юдин**[1,2], **А.П. Амосов**[1]
[1] Самарский государственный технический университет, г. Самара, Российская Федерация
[2] ООО «НПЦ «Самара», г. Самара, Российская Федерация
✉ gavriluk@npcsamara.ru

Аннотация

Введение. Отказ оборудования — труб нефтепромыслового комплекса — по причине развития коррозионных процессов приводит к многочисленным убыткам, разрушению дорогостоящих комплектующих, нарушению работы технологических процессов и, как следствие, экологическому ущербу. Применение антикоррозионных покрытий в качестве внутренней защиты нефтепромысловых труб имеет много преимуществ и позволяет значительно снизить скорость коррозии, но не обеспечивает полного решения данной проблемы. По многочисленным причинам происходят разрушения внутренних антикоррозионных полимерных покрытий (ВАКПП). Недостаточно исследованными являются причины и механизмы разрушения. Поэтому целью данной работы стало проведение анализа разрушений внутренних антикоррозионных полимерных покрытий на практических примерах, что позволило сформировать и выделить основные причины повреждения и деградации покрытий при эксплуатации.

Материалы и методы. Для изучения повреждений внутренних полимерных антикоррозионных покрытий в процессе эксплуатации и установления основных причин разрушения проводился комплекс лабораторных исследований. Первоначальным этапом исследования являлось подробное изучение материалов обстоятельства аварии: условия эксплуатации трубы с покрытием (состав эксплуатируемой среды, температура, давление, наличие механических примесей), наработка, тип применяемого полимерного материала. Второй этап — лабораторные исследования покрытия: определение толщины слоя, диэлектрической сплошности, адгезионной прочности (методом нормального отрыва), исследование термокинетических свойств посредством дифференциально-сканирующей каллометрии (ДСК), изучение структуры покрытия при помощи сканирующей электронной микроскопии.

Результаты исследования. Изучены практические примеры разрушения внутренних антикоррозионных покрытий нефтепромысловых труб. Для каждого исследуемого случая выявлены характерные признаки деградации антикоррозионного покрытия. Показаны изменения микроструктуры покрытий, а также образование продуктов коррозии в зависимости от характера разрушения. Делается акцент на исследовании степени полимеризации покрытия как с помощью традиционного метода определения параметра ΔTg с помощью ДСК, так и на основе косвенных признаков, обнаруженных в ходе микроструктурных исследований.

Обсуждение и заключение. Рассмотренные в статье практические случаи повреждения внутреннего антикоррозийного покрытия труб нефтегазового комплекса позволили разделить причины разрушения на три группы: эксплуатационные, технологические и дефекты в ходе транспортировки, хранения и строительно-монтажных работ. Сформулированы рекомендации производителям, позволяющие получать покрытия с максимальными характеристиками, присущими используемому лакокрасочному материалу. Отмечено, что соблюдение представленных рекомендаций позволяет получать в условиях Западной Сибири внутренние

антикоррозионные полимерные покрытия с гарантированным ресурсом не менее 15 лет (что подтверждается опытом успешной эксплуатации таких трубопроводов в ПАО «Сургутнефтегаз» и ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»).

Ключевые слова: внутреннее антикоррозионное полимерное покрытие, разрушение покрытия, адгезионная прочность, эксплуатационные дефекты, отслоение покрытия, продукты коррозии, растрескивания, вздутия

Благодарности. Авторы выражают благодарность ведущему инженеру ООО «НПЦ «Самара» Д.М. Давыдову за помощь в проведении исследований покрытий на растровом электронном микроскопе.

Для цитирования. Сургаева Е.С., Юдин П.Е., Амосов А.П. Разрушение внутренних антикоррозионных полимерных покрытий нефтепромысловых труб при эксплуатации. *Безопасность техногенных и природных систем.* 2024;8(2):90–100. https://doi.org/10.23947/2541-9129-2024-8-2-90-100

Research Article

Destruction of Internal Anticorrosive Polymer Coatings of Oilfield Pipes during Operation

Ekaterina S. Surgaeva[1,2] ✉, **Pavel E. Yudin[1,2]**, **Aleksandr P. Amosov[1]**
[1] Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
[2] Samara Scientific and Production Center LLC, Samara, Russian Federation
✉ gavriluk@npcsamara.ru

Abstract

Introduction. Failure of equipment, specifically pipes in the oilfield complex, due to the development of corrosion processes leads to numerous losses, destruction of expensive components, disruption of technological processes and, as a result, environmental damage. The use of anticorrosive coatings as an internal protection of oilfield pipes offers many advantages and can significantly reduce the rate of corrosion, but does not provide a complete solution to this problem. Destruction of internal anticorrosive polymer coatings (IACPC) occurs for numerous reasons. The causes and mechanisms of destruction are insufficiently investigated. Therefore, the aim of this work was to analyze the destruction of internal anticorrosive polymer coatings using practical examples, which made it possible to form and identify the main causes of damage and degradation of coatings during operation.

Materials and Methods. A complex of laboratory studies was carried out to study the damage to internal polymer anticorrosive coatings during operation and to establish the main causes of destruction. The initial phase of the investigation involved a detailed examination of the materials related to the accident circumstances, including the operating conditions of the coated pipeline (composition of the operating medium, temperature, pressure, and presence of mechanical impurities), operation time, and type of polymeric material used. The second phase involved laboratory testing of the coating, which included the determination of layer thickness, dielectric continuity, adhesive strength (by the normal separation method), investigation of thermokinetic properties by means of differential scanning callometry (DSC), study of the coating structure using scanning electron microscopy.

Results. Practical examples of the destruction of internal anticorrosive coatings of oilfield pipes were analyzed. For each case, characteristic signs of degradation of the anti-corrosive coating were identified. Changes in the microstructure of the coatings, as well as the formation of corrosion products, were observed depending on the type of destruction. The focus was on studying the degree of polymerization of the coating, both using the traditional method of determining the ΔTg parameter using DSC, and based on indirect signs detected during microscopic studies.

Discussion and Conclusion. The practical cases of damage to the internal anticorrosion coating of pipes of the oil and gas complex considered in the article allowed us to divide the causes of destruction into three groups: operational, technological and defects during transportation, storage and construction and installation works. Based on these findings, we have formulated recommendations for manufacturers to ensure maximum performance from their coatings. It is noted that the compliance with the presented recommendations makes it possible to obtain internal anticorrosive polymer coatings with a minimum guaranteed lifespan of 15 years, as demonstrated by the successful operations of pipelines in Western Siberia, such as those operated by Surgutneftegaz PJSC and LUKOIL – Western Siberia LLC.

Keywords: internal anticorrosive polymer coating, destruction of the coating, adhesive strength, operational defects, peeling of the coating, corrosion products, cracking, blistering

Acknowledgements. The authors would like to express their gratitude to D.M. Davydov, leading engineer at Samara Scientific and Production Center LLC, for his valuable assistance in conducting coating studies using a scanning electron microscope.

For Citation. Surgaeva ES, Yudin PE, Amosov AP. Destruction of Internal Anticorrosive Polymer Coatings of Oilfield Pipes during Operation. *Safety of Technogenic and Natural Systems.* 2024;8(2):90–100. https://doi.org/10.23947/2541-9129-2024-8-2-90-100

Введение. Отказы нефтепромысловых труб по причине внутренней коррозии приводят к многочисленным убыткам [1]. Основной ущерб заключается в разрушении основных комплектующих, что приводит к нарушению работы технологических процессов и высокому уровню экономического и экологического ущерба [2]. На сегодняшний день применяются различные методы защиты внутренней поверхности труб: ингибиторы коррозии, использование коррозионностойких сталей, неметаллических материалов и внутренних антикоррозионных покрытий [3]. Все эти методы могут уменьшать скорость коррозии в конкретных условиях эксплуатации [4]. Наиболее перспективным способом защиты металла от коррозии является применение антикоррозионных полимерных покрытий, препятствующих воздействию агрессивных компонентов транспортируемой среды на внутреннюю поверхность трубы [5]. Применение внутреннего антикоррозионного полимерного покрытия позволяет значительно уменьшить и свести к минимуму разрушение металла по причине коррозии, обеспечивая длительную безаварийную работу оборудования [6]. К числу наиболее надежных и универсальных методов защиты внутренней поверхности нефтепромысловых труб относят полимерные покрытия на жидкой и порошковой основе [7], при этом предпочтение отдается порошковому материалу на основе эпоксидных смол [8].

Одним из основных преимуществ использования антикоррозионных полимерных покрытий является возможность применения материалов с относительно низкой стоимостью взамен более дорогостоящих. Примером является использование труб из углеродистой стали с нанесенным антикоррозионным покрытием вместо труб из высоколегированной коррозионностойкой стали. К тому же, благодаря низкой шероховатости полимерного покрытия, увеличивается пропускная способность труб [9], многократно снижается образование солевых [10], асфальто-смолистых и парафиновых отложений [11]. Преимущества внутренних антикоррозионных покрытий на полимерной основе перед химическим методом защиты (путем применения ингибиторов коррозии) заключаются в следующем:

1. Внутренние антикоррозионные полимерные покрытия являются более эффективными, так как образуют физический барьер между агрессивной средой и металлом. Ингибиторы воздействуют на коррозионный процесс только при непосредственном контакте с поверхностью металла.

2. Полимерные покрытия отличаются более продолжительным сроком службы, в то время как действие ингибитора может прекратиться при истощении его концентрации в растворе.

3. При соблюдении технического регламента антикоррозионные покрытия легко наносятся на внутреннюю поверхность металла. При использовании ингибиторов коррозии требуется тщательный расчет концентрации и способа введения в рабочую среду.

Учитывая, что ингибиторы коррозии — это химические кислотные растворы, их применение может отрицательно отразиться на свойствах материала насосно-компрессорной трубы (НКТ). В данном случае при контакте ингибитора с поверхностью металла трубы, а также его попадании в резьбовое соединение «ниппель НКТ – муфта» может наблюдаться разрушение металла по механизму водородного растрескивания [12].

Тем не менее, полимерные антикоррозионные покрытия имеют и ряд недостатков, к которым можно отнести: старение полимерной основы, диффузия транспортируемой среды через покрытие, относительно низкая прочность при ударном воздействии [5].

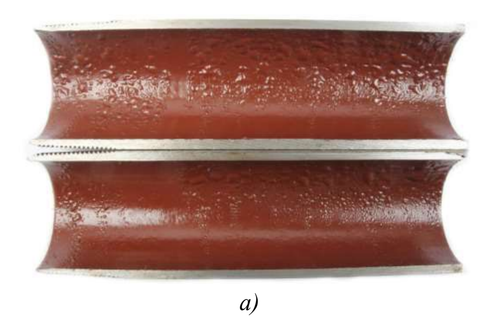
Эффективность и долговечность антикоррозионного покрытия определяются целым комплексом факторов, которые влияют на защитную способность. Самым важным показателем покрытий является адгезионная прочность полимера с металлической подложкой, зависящая от технологии проведения операций нанесения. Здесь важно качество применяемых материалов, соблюдение правильной технологии подготовки поверхности металла и самого процесса окрашивания, температурных режимов сушки [13]. Наряду с вышеперечисленными требованиями, стабильность защитных свойств полимерного покрытия не всегда зависит от самого покрытия, а определяется также условиями и параметрами эксплуатации [9]. К основным технологическим факторам, способствующим деградации и преждевременному разрушению ВАКПП, можно отнести: нарушение работы скважины, обусловленное резким перепадом температуры перекачиваемого продукта или перекачкой продукта с температурой выше проектной; превышение давления; наличие высокой коррозионной активности добываемой продукции; неправильно подобранный тип покрытия под конкретные условия эксплуатации.

Нередки случаи повреждения полимерного покрытия в процессе скребкования (очистки) ствола скважины от образовавшихся асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО). Применение скребка неправильной конструкции способствует нарушению целостности поверхностного слоя покрытия. Образуются царапины, задиры, которые снижают барьерные свойства полимерного покрытия в процессе дальнейшей эксплуатации.

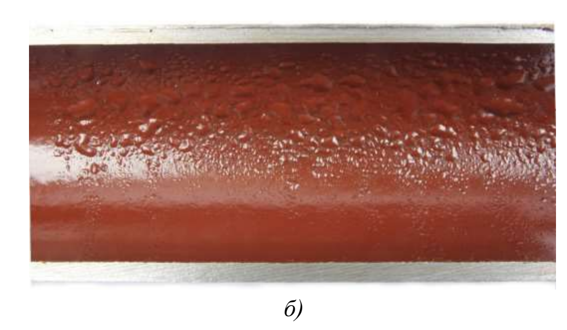
Существующая литература [14] по вопросам внутренней защиты нефтепромыслового оборудования с использованием полимерных покрытий рассматривает лишь малую часть проблемы и не отражает полной картины разрушения ВАКПП. Важно отметить, что в зависимости от изменяющихся факторов, таких как условия эксплуатации, тип применяемого полимерного материала, технологических операций подготовки и нанесения покрытия, разрушение антикоррозионного покрытия может иметь различный характер. Таким образом, ввиду сложности кинетики протекания процесса разрушения покрытия и отсутствия практической базы, не всегда достоверно возможно определить истинную причину повреждения покрытия. Проведенные авторами многочисленные исследования труб нефтепромыслового комплекса позволили рассмотреть некоторые новые конкретные примеры разрушения ВАКПП при эксплуатации и выделить основные причины, ведущие к деградации и отказу внутренних антикоррозионных покрытий с учетом новых факторов.

Материалы и методы. В качестве образцов для исследования были выбраны следующие образцы с повреждением внутреннего антикоррозионного покрытия:

1. Фрагмент НКТ Ø73×5,5 мм с повреждением покрытия в виде вздутий по всей длине образца. Наработка НКТ на отказ составила 934 суток (рис. 1 *а*, *б*).
2. Фрагмент НКТ Ø73×5,5 мм с разрушением покрытия в виде обширных участков с отслоениями и вздутиями, локализованными преимущественно в ниппельной части НКТ. Наработка на отказ — 146 суток (рис. 2 *а*, *б*).
3. Фрагмент НКТ Ø73×5,5 мм с разнооттеночностью внутреннего покрытия (рис. 3 *а*, *б*).
4. Фрагмент трубопровода Ø325×8 мм с разрушением покрытия вплоть до оголения металлической подложки и образования сквозного дефекта трубы (рис. 4 *а*, *б*).
5. Фрагмент трубопровода Ø159×8 мм с образованием многочисленных вздутий покрытия и его разрушением (рис. 5).



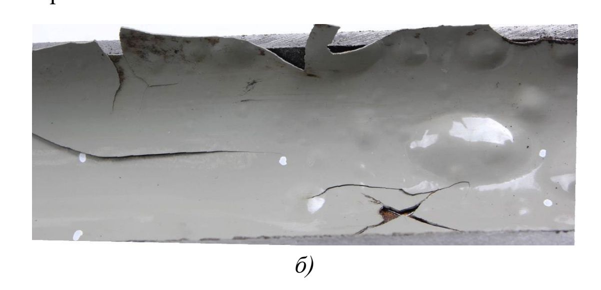
а)



б)

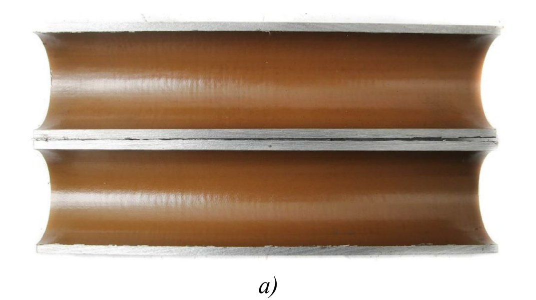
Рис. 1. Повреждения внутреннего антикоррозионного покрытия:
а, б — вздутия покрытия

а)

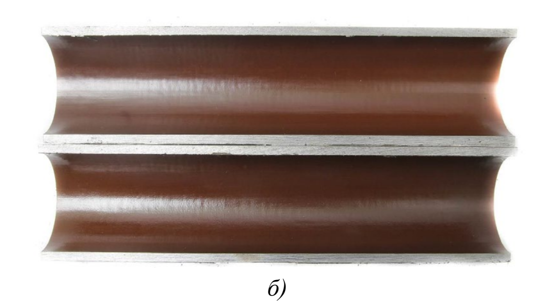


б)

Рис. 2. Разрушение внутреннего антикоррозионного полимерного покрытия: *а* — вздутия покрытия;
б — растрескивания покрытия

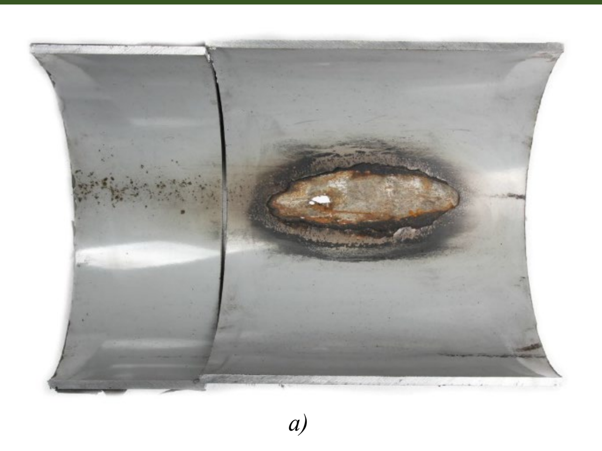


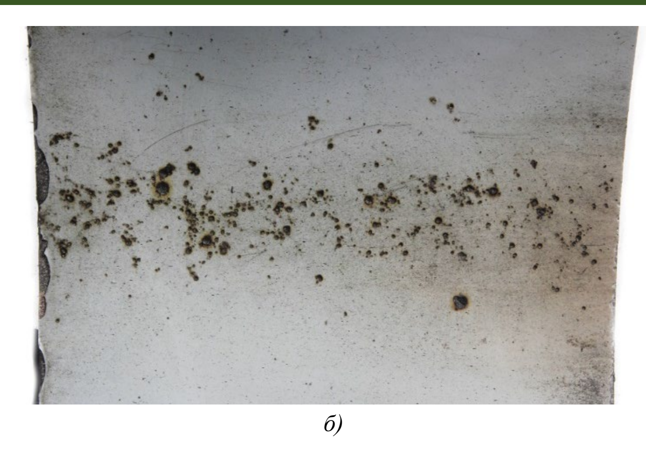
а)



б)

Рис. 3. Разнооттеночность внутреннего антикоррозионного покрытия НКТ:
а — светло-коричневый оттенок покрытия;
б — темно-коричневый оттенок покрытия





а) *б)*

Рис. 4. Повреждение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода Ø325×8 мм:
а — общий вид разрушения покрытия; *б* — прожоги покрытия



Рис. 5. Разрушение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода Ø159×8 мм

С целью выявления причин отказа ВАКПП проводился комплексный анализ исследования в два этапа. Первоначальным этапом являлось подробное изучение условий эксплуатации трубы с покрытием (состав эксплуатируемой среды, температура, давление, наличие механических примесей), наработки и типа применяемого полимерного материала. Второй этап включал в себя проведение лабораторных исследований покрытия: визуальный осмотр, определение толщины внутреннего покрытия по ГОСТ 31 993–2013, контроль диэлектрической сплошности по ASTM G62, определение адгезионной прочности методом нормального отрыва по ГОСТ 32 299–2013, исследование термокинетических свойств посредством дифференциально-сканирующей каллометрии (ДСК). Микроструктурные исследования проводились при помощи растрового электронного микроскопа «TESCAN VEGA3 SBH», оснащенного приставкой для энергодисперсионного анализа.

Результаты исследования. Микроструктурные исследования антикоррозионного покрытия НКТ (образец № 1) показали полное отслоение покрытия от металла трубы с развитием коррозионных процессов. Образование коррозионного слоя толщиной ~122 мкм обусловлено проникновением агрессивных компонентов транспортируемой среды к металлической подложке в течение длительного времени (рис. 6). Исследования не выявили каких-либо отклонений и несовершенств покрытия в виде локальных участков со сниженной толщиной покрытия или наличием частиц дроби под слоем покрытия. Эти два случая являются довольно часто встречающимися при дробеструйной обработке поверхности металла перед нанесением антикоррозионной системы. Поэтому разрушение покрытия по такому механизму в данном случае было исключено [16]. Перечисленные признаки указывают на повреждение антикоррозионного покрытия, вызванного эксплуатационным воздействием за счет проведенных внутрискважинных работ по удалению загрязнений и пробок в стволе НКТ с помощью применения химических реагентов — соляно-кислотных обработок. Нельзя исключать также превышение давления в системе, в результате которого происходит проникновение газа в объем покрытия в результате диффузионной проницаемости и его резкое расширение, что способствует разрушению покрытия по декомпрессионному механизму с образованием вздутий [1].

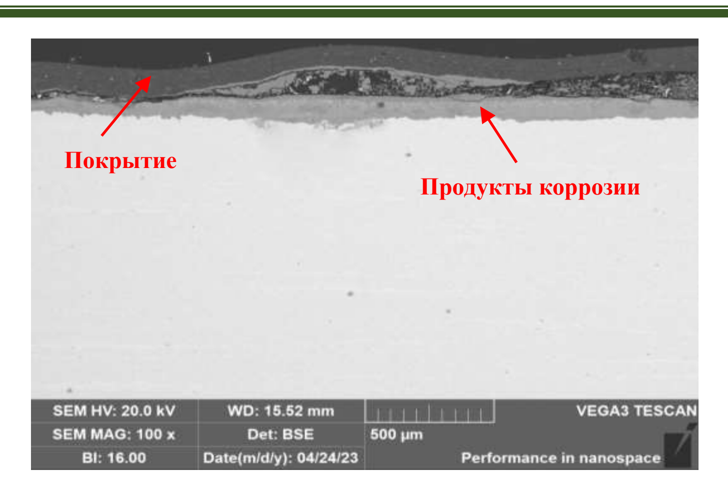


Рис. 6. Микроструктурные исследования антикоррозионного покрытия в области его повреждения

По результатам исследований фрагмента НКТ (образец № 2) установлено, что на участках с сохранением целостности покрытия каких-либо отклонений не выявлено, однако наблюдается снижение адгезионной прочности покрытия ниппельной области в 2 раза по сравнению с результатами адгезии в центральной части трубы. Определение термокинетических характеристик осуществлялось методом дифференциально-сканирующей спектроскопии (ДСК) с определением температуры стеклования (Tg) покрытия по всей длине НКТ. Результаты анализа не выявили значительного разброса показателей Tg исследуемых участков, что может свидетельствовать о равномерном нагреве в процессе полимеризации покрытия.

Микроструктурный анализ антикоррозионной системы установил, что отслоение покрытия происходит по грунтовочному слою и характеризуется когезионным характером разрушения. К тому же на поверхности металла трубы и отслоившейся части покрытия присутствуют частицы оксидов (рис. 7, таблица 1). В данном случае включения оксидов железа на внутренней поверхности трубы образовались из-за некачественной очистки и подготовки поверхности перед нанесением покрытия.

Рассмотренный пример является частым случаем разрушения полимерного покрытия, связанный с нарушением технологических процессов подготовки внутренней поверхности трубы перед окраской.

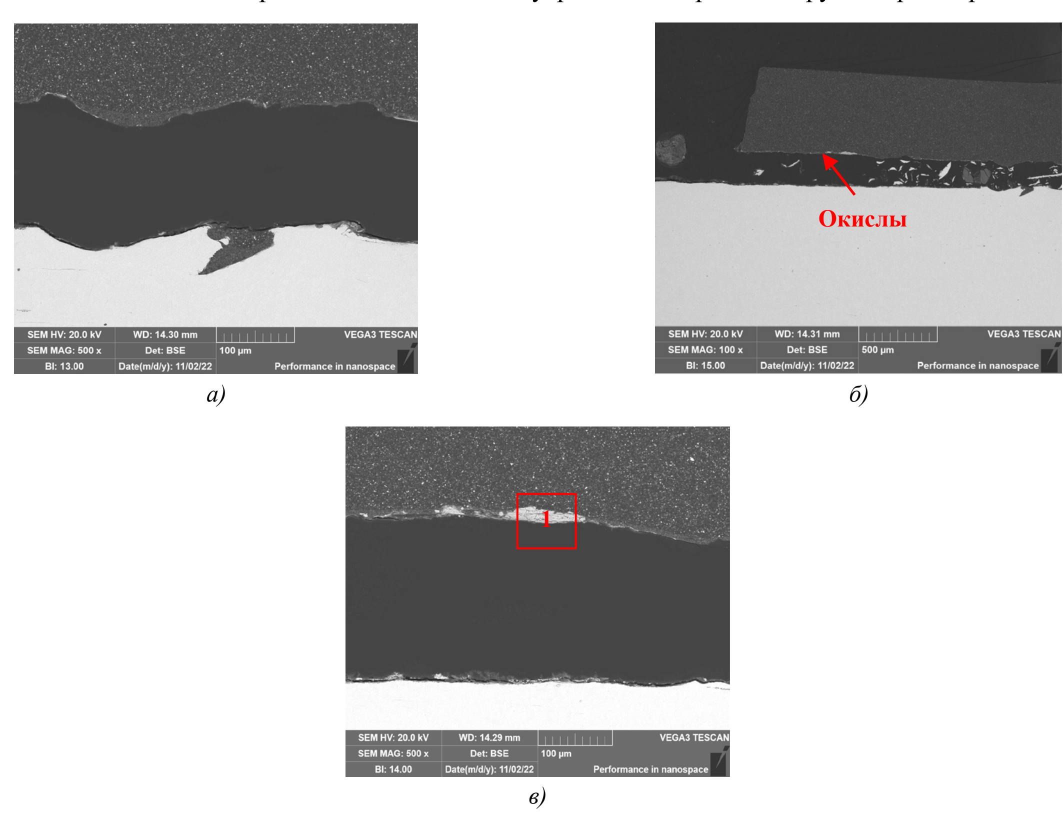


Рис. 7. Микроструктурные исследования покрытия в области его разрушения:
а — отслоение покрытия от металла;
б — наличие слоя окислов; *в* — химический состав окислов

Таблица 1

Химический состав слоя оксидов, масс. %

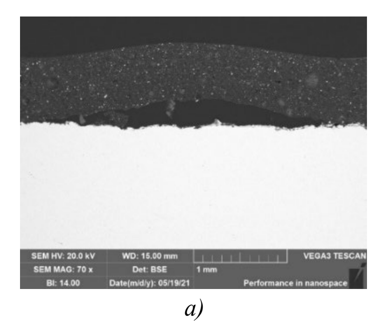
Элемент/Область	C	O	Si	Mn	Fe
1	19,10	27,31	0,83	0,24	50,78

При визуальном осмотре внутренней поверхности НКТ (образец № 3) установлено, что для антикоррозионного покрытия характерна разнооттеночность, при этом не выявлено образование видимых дефектов покрытия в виде вздутий, отслоений и трещин. При определении диэлектрической сплошности на участке с темно-коричневым покрытием (рис. 3 *б*) установлены многочисленные пробои, свидетельствующие о нарушении целостности полимерной композиции с наличием микрорастрескиваний. Учитывая результаты проведенных исследований, можно утверждать, что неоднородность оттенка антикоррозионной системы связана с недополимеризацией покрытия в процессе сушки. Процесс полимеризации достигается за счет воздействия высокой температуры в специализированных печах посредством химических реакций сшивки полимерных цепей. Для равномерного прогрева покрытия основным требованиям в процессе отверждения является поддержание постоянной температуры. Нарушение температурно-временных режимов полимеризации напрямую влияет на скорость протекающих химических реакций и, как следствие, деструкцию самого полимера.

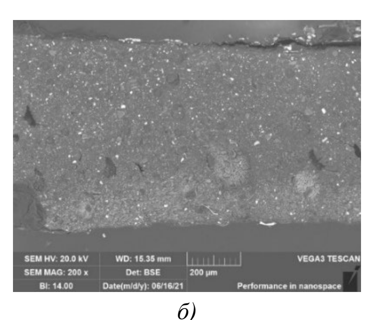
Довольно часто встречаются случаи повреждения антикоррозионного покрытия, вызванные техногенными причинами. Образование повреждений покрытия носит случайный характер и заблаговременно предвидеть их появление невозможно. Дефекты подобного характера могут возникнуть на различных этапах, начиная от производства труб и заканчивая их транспортировкой к потребителю. Конкретно можно выделить следующие: неправильный подбор материала покрытия под условия эксплуатации, механические повреждения, образовавшиеся в результате спуско-подъемных работ или в процессе скребкования, нарушение регламента при транспортировке и хранении трубной продукции с покрытием, а также влияние человеческого фактора.

В качестве примера можно рассмотреть повреждение внутреннего покрытия на порошковой основе, вызванное ремонтными работами трубопровода Ø325×8 мм (образец № 4). Поврежденность покрытия носит интенсивный характер вплоть до оголения металлической подложки и образования сквозного дефекта трубы. Внешние признаки (наличие вздутий, изменение цвета покрытия на черный) свидетельствуют о дополнительном температурном воздействии на трубу при температуре выше 250 °C (рис. 4 *а*). В данном случае проведенные сварочные работы в процессе ремонта трубопровода повлекли за собой образование прожогов и прогаров покрытия (рис. 4 *б*). Из-за нарушения целостности и сплошности покрытия транспортируемая среда легко проникает сквозь полимерный слой к металлу трубы, активизируя процессы коррозии. Интенсивность коррозии может усиливаться за счет содержания в транспортируемом флюиде коррозионно-агрессивных компонентов (растворенные газы CO_2, H_2S), а также за счет скорости движения потока среды, температуры и давления в трубопроводе.

Нередко встречаются случаи, когда разрушение антикоррозионного покрытия может иметь сложный механизм и сопровождается комплексным сочетанием сразу нескольких факторов. Микроструктурные исследования покрытия трубопровода Ø325×8 мм (образец № 5) показали, что разрушение покрытия протекает по механизму декомпрессионного отслаивания, протекающего под влиянием резкого перепада давления [1]. Проникновение газов через покрытие способствует снижению барьерных свойств антикоррозионного покрытия, вызывая зарождение и развитие коррозионных процессов металла трубы с образованием продуктов коррозии (рис. 8). Кроме того, учитывая масштабы и характер разрушения слоя антикоррозионного покрытия, можно установить, что основной причиной повреждения трубопровода является локальное термическое воздействие, прикладываемое с внутренней поверхности трубы. В данном случае высокотемпературный нагрев приводит к перегреву внутреннего антикоррозионного покрытия и его деструкции.



а)



б)

Рис. 8 Микроструктурные исследования антикоррозионного покрытия в области разрушения:
а — отслоение покрытия; *б* — деструкция полимерного покрытия

Обсуждение и заключение. Исследовав практические примеры повреждения внутренних антикоррозионных покрытий, можно разделить причины их разрушения на три группы: эксплуатационные, технологические и дефекты, образовавшиеся в ходе транспортировки, хранения и строительно-монтажных работ.

Эксплуатационные дефекты могут быть связаны с различными внешними воздействиями, такими как использование соляно-кислотных обработок (СКО) и наличие механических примесей. Наиболее распространено — превышение максимально допустимой температуры для данного типа покрытия (как правило на 20–30 °С ниже температуры стеклования) или высокие значения парциальных давлений сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2).

Комплексную оценку способности покрытия противостоять эксплуатационным воздействиям в условиях добычи и транспортировки нефти возможно провести по ГОСТ 58 346–2019[1] и нормативных документов, разработанных на его основе[2, 3, 4]. Несмотря на разночтения в методах проведения автоклавных испытаний, все представленные НД могут адекватно оценивать качество ВАКПП. Однако прогнозирование ресурса безаварийной работы на их основе невозможно. Разработка модели прогнозирования безаварийного ресурса является наиболее актуальной задачей. Она, в свою очередь, базируется на накоплении, описании и систематизации причин разрушений ВАКПП.

К технологическим дефектам можно отнести все дефекты и несовершенства, образующиеся в ходе подготовки поверхности трубы перед окраской и нанесением (полимеризацией) внутренних покрытий. Получение необходимых свойств для конкретной системы покрытий возможно при соблюдении требований к подготовке, указанных в таблице 2. Для порошковых термоотверждаемых покрытий должен выполняться критерий — $\Delta Tg \leq 3$ ºС. Контроль степени отверждения жидких ЛКМ возможно проводить только косвенными методами, например, сравнением твердости по Бухгольцу контролируемого покрытия с эталонным.

Таблица 2

Требования к внутренней поверхности

Параметр	Показатель	Норма	Метод испытаний
Степень обезжиривания	Не более	1	ГОСТ 9.402
Наличие окислов	Степень очистки, не менее	Sa 2,5	ГОСТ Р ИСО 8 501–1
Запыленность	Количество пыли, не более	2 балл	ISO 8 502–3
	Размер частиц пыли, не более	2 класс	
Шероховатость	Средняя высота микронеровностей Rz, мкм, в пределах	40–100	ISO 8 503–2
Наличие водорастворимых солей	Содержание солей мг/м^2, не более	20	ИСО 8 502–6 ИСО 8 502–9

Дефекты, образовавшиеся в ходе транспортировки, хранения и строительно-монтажных работ могут быть сведены к минимальным значениям только при повышении культуры производства и/или введении инспекционного (строительного) контроля.

---

[1] ГОСТ 58 346–2019. *Трубы и соединительные детали стальные для нефтяной промышленности. Покрытия защитные лакокрасочные внутренней поверхности Общие технические требования* URL: https://files.stroyinf.ru/Data/705/70584.pdf (дата обращения: 02.03.2024).
[2] П4-06.03 ЕТТ-0111. *Единые технические требования компании. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения.* Москва: Роснефть; 2023. 119 с.
[3] ТТТ-01.02.04-01. *Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция, в том числе с внутренней и внешней изоляцией.* Версия 4.0. Москва: Газпром нефть; 2022. 70 с.
[4] *Технические требования на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов.* ПАО «Сургутнефтегаз» от 03.06.2022 г.

Соблюдение представленных рекомендаций позволяет получать ВАКПП НГПТ с гарантированным ресурсом в условиях Западной Сибири не менее 15 лет. Это подтверждается опытом успешной эксплуатации таких трубопроводов в ПАО «Сургутнефтегаз» и ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Список литературы / References

1. Князева Ж.В., Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В., Прокудин А.В. Особенности эксплуатации насосно-компрессорных труб в условиях скважин коррозионного фонда. *Коррозия «Территории «Нефтегаз»»*. 2018;2(40):50–54.

Knyazeva ZhV, Yudin PE, Petrov SS, Maksimuk AV, Prokudin AV. Features of Operation of Pumping and Compressor Pipes in Conditions of Wells of a Corrosive Fund. *Korroziya "Territorii "Neftegaz"*. 2018;2(40):50–54. (In Russ.).

2. Петров С.С., Васин Р.А., Князева Ж.В., Андриянов Д.И., Сургаева Е.С. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях. *Нефтегазовое дело*. 2020:18(4).102–112. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-4-102-112

Petrov SS, Vasin RA, Knyazeva ZhV, Andriyanov DI, Surgaeva ES. Metal Corrosion Destruction of Oil and Gas Pipelines during Operation and Laboratory Tests. *Petroleum Engineering*. 2020;18(4):102–112. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-4-102-112 (In Russ.).

3. Старцев А.И., Терентьев А.Н. Насосно-компрессорные трубы с полимерным покрытием. *Научный Лидер*. 2022;40:9–17.

Startsev AI, Terent'ev AN. Pumping and Compressor Pipes with Polymer Coating. *Nauchnyi Lider*. 2022;40:9–17. (In Russ.).

4. Jha K, Dhakad D, Singh B. Critical Review on Corrosive Properties of Metals and Polymers in Oil and Gas Pipelines. In book: Prakash C, Singh S, Krolczyk G, Pabla B. (eds). *Advances in Materials Science and Engineering. Lecture Notes in Mechanical Engineering*. Singapore: Springer; 2020. https://doi.org/10.1007/978-981-15-4059-2_8

5. Протасов В.Н. *Теория и практика применения полимерных покрытий в оборудование и сооружения нефтегазовой отрасли*. Москва. Недра. 2007. 374 с.

Protasov VN. *Theory and Practice of Polymer Coatings Application in Equipment and Structures of the Oil and Gas Industry*. Moscow. Nedra. 2007. 374 p. (In Russ.).

6. Byrnes T. Pipeline coatings. In book: El-Sherik AM. (ed.) *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies. Production and Transmission. Woodhead Publishing Series in Energy*. Woodhead Publishing; 2017. P. 563–591.

7. Швецов М.В., Бикбов Г.Б., Калачев И.Ф. Преимущество порошковых покрытий для защиты НКТ. *Экспозиция Нефть Газ*. 2015;5(44):35–37.

Shvetsov MV, Bikbov GB, Kalachev IF. The Advantage of Powder Coatings for the Protection of Tubing. *Exposition Oil & Gas*. 2015;5(44):35–37. (In Russ.).

8. Ханина Ю.А., Алибеков С.Я. Защитные полимерные покрытия для трубопроводов. В: *Труды международной междисциплинарной научной конференции «Безопасность человека и устойчивое развитие общества перед вызовами глобальных трансформаций»*. Йошкар-Ола: Издательство Поволжский государственный технологический университет; 2022. С. 111–113.

Khanina YuA, Alibekov SY. Protective Polymer Coatings for Pipelines. Human security and sustainable development of society in the face of challenges of global transformations. In: Proceedings of the International Interdisciplinary Scientific Conference *"Human security and sustainable development of society facing the challenges of global transformations"*. Yoshkar-Ola: Publishing House of Volga State University of Technology; 2022. P. 111–113. (In Russ.).

9. Харисов Р.А., Гаскаров А.И., Мустафин Ф.М. Анализ причин возникновения дефектов защитных покрытий трубопроводов. *Нефтегазовое дело*. 2009;7(2):106–111.

Kharisov RA, Gaskarov AI, Mustafin FM. Analysis of the Reasons of the Origin Defectes Defensive Covering Pipe Line. *Petroleum Engineering*. 2009;7(2):106–111. (In Russ.).

10. Solovyova VA, Almukhammadi KH, Badegaish VO. Current Downhole Corrosion Control Solutions and Trends in the Oil and Gas Industry: A Review. *Materials*. 2023;16(5):1795. https://doi.org/10.3390/ma16051795

11. Богатов М.В., Юдин П.Е., Амосов А.П. Применение внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных труб для защиты от образования асфальтосмолопарафиновых отложений. *Нефтегазовое дело*. 2023;21(3):149–160. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-149-160

Bogatov MV, Yudin PE, Amosov AP. The Use of Internalmultifunctional Coatings for Pump And Compressor Pipes to Protect against the Formation of Asphalt, Resin and Paraffin Deposits. *Petroleum Engineering*. 2023;21(3):149–160. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-149-160 (In Russ.).

12. Ракова Т.М., Козлова А.А., Нефедов Н.И., Лаптев А.Б. Исследование влияния органических и неорганических ингибиторов на коррозионное растрескивание высокопрочных сталей. *Труды ВИАМ.* 2017;6(54):102–110.

Rakova TM, Kozlova AA, Nefedov NI, Laptev AB. The Study of Influence Organic and Inorganic Corrosion Inhibitors on the Stress-Corrosion Cracking High-Strength Steels. *Proceedings of VIAM*. 2017;6(54):102–110. (In Russ.).

13. Yudin P, Petrov S, Maximuk A, Knyazeva Zh. Destruction Mechanisms and Methods of Laboratory Autoclave Tests of Internal Coatings of Oil Pipes. *Corrosion in the Oil & Gas Industry.* 2019:121;01009. https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912101009

14. Гареев А.Г., Ризванов Р.Г., Насибуллина О.А. *Коррозия и защита металлов в нефтегазовой отрасли.* Уфа: Гилем, Башк. энцикл. 2016. 352 с.

Gareev AG, Rizvanov RG, Nasibullina OA. *Corrosion and Protection of Metals in the Oil and Gas Industry.* Ufa: Gilem, Bashkir Encyclopedia. 2016. 352 p. (In Russ.).

15. Латыпов О.Р. *Эксплуатация нефтегазового оборудования в агрессивных средах.* Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет; 2018. 151 с.

Latypov OR. *Operation of Oil and Gas Equipment in Aggressive Environments.* Ufa: Ufa State Petroleum Technological University Publishing House: 2018. 151 p. (In Russ.).

16. Юдин П.Е., Петров С.С., Князева Ж.В., Андриянов Д.И., Сургаева Е.С. Причины преждевременного разрушения труб с внутренним антикоррозионным покрытием в нефтегазодобывающей отрасли и методы их исследования. *Инженерная практика.* 2021:10(21):16–23.

Yudin PE, Petrov SS, Knyazeva ZhV, Andrianov DI, Surgaeva ES. Causes of Premature Destruction of Pipes with Internal Anticorrosive Coating in the Oil and Gas Industry and Methods of Their Research. *Inzhenernaya praktika.* 2021;10(21):16–23. (In Russ.).

Об авторах:

Екатерина Сергеевна Сургаева, аспирант кафедры металловедения, порошковой металлургии, наноматериалов Самарского государственного технического университета (443001, РФ, г. Самара, ул. Молодогвардейская 133), научный сотрудник ООО «НПЦ «Самара» (443022, РФ, г. Самара, ул. Гаражный проезд 3Б), ORCID, gavriluk@npcsamara.ru

Павел Евгеньевич Юдин, кандидат технических наук, доцент Самарского государственного технического университета (443001, РФ, г. Самара, ул. Молодогвардейская 133), директор по науке ООО «НПЦ «Самара» (443022, РФ, г. Самара, ул. Гаражный проезд 3Б), SPIN-код: 3901-0458, ORCID, ScopusID, yudin@npcsamara.ru

Александр Петрович Амосов, доктор физико-математических наук, профессор, заведующий кафедрой металловедения, порошковой металлургии, наноматериалов Самарского государственного технического университета (443001, РФ, г. Самара, ул. Молодогвардейская 133), SPIN-код: 3429-5946, ORCID, ScopusID, ResearcherID, egundor@yandex.ru

Заявленный вклад авторов:

Е.С. Сургаева — сбор и подготовка материала, проведение экспериментальных исследований, описание результатов исследований и оформление научной статьи.

П.Е. Юдин — формирование основной концепции, цели и задачи исследований, формулировка выводов.

А.П. Амосов — научное руководство, обсуждение результатов исследований, доработка текста, корректировка выводов.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Поступила в редакцию 14.03.2024
Поступила после рецензирования 03.04.2024
Принята к публикации 11.04.2024

About the Authors:

Ekaterina S. Surgaeva, Postgraduate Student of the Metallurgy, Powder Metallurgy, Nanomaterials Department, Samara State Technical University (133, Molodogvardeyskaya Str., Samara, 443001, RF), Researcher at Samara Scientific and Production Center LLC (3Б, Garazhny Proezd Str., Samara, 443022, RF), ORCID, gavriluk@npcsamara.ru

Pavel E. Yudin, Cand.Sci. (Eng.), Associate Professor, Samara State Technical University (133, Molodogvardeyskaya Str., Samara, 443001, RF), Director of Science at Samara Scientific and Production Center LLC (3Б, Garazhny Proezd Str., Samara, 443022, RF.), SPIN-код: 3901-0458, ORCID, ScopusID, yudin@npcsamara.ru

Aleksandr P. Amosov, Dr.Sci. (Phys.-Math.), Professor, Head of the Metallurgy, Powder Metallurgy, Nanomaterials Department, Samara State Technical University (133, Molodogvardeyskaya Str., Samara, 443001, RF), SPIN-код: 3429-5946, ORCID, ScopusID, ResearcherID, egundor@yandex.ru

Claimed Contributorship:

ES Surgaeva: collection and preparation of the material, conducting experimental research, description of the research results, design of the scientific article.

PE Yudin: formulation of the basic concept, goals and objectives of research, formulation of the conclusions.

AP Amosov: academic advising, discussion of the research results, revision of the text, correction of the conclusions.

Conflict of Interest Statement: the authors do not have any conflict of interest.

All authors have read and approved the final manuscript.

Received 14.03.2024
Revised 03.04.2024
Accepted 11.04.2024